

СТРАТЕГИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ



Р. Х. Муслимов,
проф., д-р техн. наук
Казанский государственный
университет

Во второй половине прошлого столетия произошел качественный скачок в эксплуатации нефтяных месторождений: были созданы и широко внедрены высокоэффективные системы разработки с заводнением, в дальнейшем усовершенствованные применительно к различным геологическим условиям. Повсеместное и массированное внедрение этих систем с самого начала разработки обеспечило высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывш. СССР, благодаря чему был достигнут небывало высокий уровень добычи в мире – около 625 млн т нефти в год.

Эффективность систем разработки поддерживалась путем создания новых методов контроля и регулирования процессов разработки, а также новых технологий и новых технических средств. Весьма прогрессивным стало создание и широкое применение на месторождениях новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и разнообразных методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП).

Проведение широких научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Были разработаны и созданы методы экономической оценки и оптимизации разработки нефтяных месторождений, которые должны были обеспечить выбор оптимальных проектных решений, отвечающих требованиям ускоренного развития отрасли.

На начальном этапе ведущие специалисты отрасли (академик А. П. Крылов и другие) применили методику экономического обоснования проектов разработки нефтяных месторождений, согласно которой рациональной считалась система разработки, обеспечивающая на месторождении заданную добычу нефти при минимальных затратах и возможно более полном использовании ее запасов [1, 2]. Как показал опыт разработки месторождений, применение этой методики не обеспечивало выбора опти-

мальной плотности сетки скважин и оптимальных темпов разработки месторождений [3].

В 1986 г. Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) был сформулирован другой критерий рациональности, который заключался в обеспечении потребностей народного хозяйства в нефти при возможно меньших народнохозяйственных издержках и более полном ее извлечении из недр. Народнохозяйственный эффект здесь определяется как разность между дисконтированной ценностью добытой нефти за период разработки месторождений, исчисляемой по замыкающим затратам, и дисконтированными предстоящими капитальными и текущими затратами на ее добычу. В этой методике присутствуют такие нерыночные понятия, как заданная добыча нефти, замыкающие затраты, минимальные народнохозяйственные издержки. Этот критерий рациональности более приемлем, чем первый, однако также имеет ряд недостатков и может применяться только в условиях командно-административной экономики.

В условиях плановой системы хозяйствования устанавливались заведомо низкие цены на нефть. Поэтому введение нового критерия не привело к заметному изменению стратегии размещения объемов бурения. По-прежнему продолжались опережающая выработка высокопродуктивных месторождений и накопление трудноизвлекаемых запасов. В обобщающей работе коллектива авторов [4] критерий рациональности сформулирован следующим образом: «Считается лучшим тот вариант, который обеспечивает выполнение плановых заданий при наименьших расходах средств и максимально возможных коэффициентах нефтеотдачи в условиях соблюдения всех мер по охране недр и окружающей среды». Здесь, наконец, появился критерий «наиболее полное извлечение нефти», но без какой-либо конкретики.

Несмотря на несовершенство приведенных выше критериев, в советское время в соответствии с ними были сформулированы принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сыгравшие положительную роль в эксплуатации месторождений [5].

В свете сказанного выше целесообразно напомнить, что проектная нефтеотдача являлась важным компонентом государственной системы управления рациональным использованием нефти, которая была сформирована и в целом успешно функционировала в советские годы. В основу этой системы был положен основной принцип рациональной разработки месторождений, который, по мнению автора настоящей статьи, весьма удачно сформулирован в учебном пособии Ю. П. Желтова в следующем виде: «Разработка каждого

РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды».

Переход к рыночной экономике существенно изменил «правила игры». Недр остались в собственности государства, а подавляющее большинство нефтяных компаний (НК) акционировались и стали негосударственными (отметим, что в последние годы государство увеличило свое участие в некоторых НК). Все это объективно изменило взаимоотношения недропользователя и государства. В связи с этим необходимо констатировать, что в настоящее время мы имеем весьма несовершенное с позиции защиты интересов государства налоговое законодательство, стимулирующее разработку высокопродуктивных участков, выборочную отработку активных запасов нефти (АЗН) – «снятие сливок», опережающие темпы выработки высокопроницаемых пластов и пропластков, приводящие к преждевременному обводнению и отключению скважин, т. е. ко всему тому, что имеет общее название «нерациональное использование недр». Фактически реализовано верховенство Налогового кодекса РФ над базовым Законом «О недрах». В результате за годы рыночных реформ накопилось много проблем в сфере воспроизводства минерально-сырьевой базы и рационального использования недр, что наносит непоправимый вред разработке наиболее значимых нефтяных месторождений страны. Так, за последнее десятилетие накопленный дефицит воспроизводства запасов нефти превысил 1,5 млрд т, природного газа – 3,3 трлн м³.

Отсутствие общепринятого определения рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях – явление совершенно недопустимое. Это значит – не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений. Отсюда следует, что и методы, стратегия и тактика разработки могут применяться разные.

В последние годы появился ряд определений критерия рациональности разработки нефтяных месторождений.

Интересной для рыночных условий является формулировка критерия рациональности профессора В. Д. Лысенко [6]: «Рациональной считается такая система разработки залежи или такая сетка размещения скважин, которая обеспечивает максимальную экономическую эффективность в виде накопленной дисконтированной чистой прибыли». В этом определении, к сожалению, не учитывается главное – достижение высокой нефтеотдачи и вообще нефтеотдача.

Профессор С. Н. Закиров предложил для обсуждения следующую интересную формулировку критерия рациональности разработки [7]: «Рациональной системой разработки нефтяного (газового) месторождения и обустройства промысла признается такая система, которая запроектирована на современной научно-технической и методологической основе и реализуется с современным научным сопровождением, когда население страны, и местное население

в частности, а также недропользователь получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб окружающей среде, соблюдается Закон «О недрах», реализуются наибольшие социальные последствия и гарантии». В этой формулировке учтены (правда – косвенно) вопросы повышения нефтеотдачи и интересы государства и народа, населяющего данную территорию. Но в ней отсутствуют рыночные понятия и механизмы.

В современных условиях автору представляется более правильной следующая формулировка: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижение утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем должна создавать благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи». В этом определении отсутствуют такие понятия, как заданная добыча нефти, минимум затрат, замыкающие затраты, и появляется такое основное рыночное понятие, как максимум прибыли. Прибыль и приемлемые сроки окупаемости – основная цель бизнеса. А для государства важна длительная стабильная добыча нефти при высокой нефтеотдаче, обеспечивающая стабильные налоговые поступления.

Достижение высокой нефтеотдачи требует дополнительных затрат, а получение большей прибыли – минимума затрат. В этом противоречие интересов государства и бизнеса, которое нужно разрешать.

Конечная нефтеотдача утверждается ГКЗ, а текущая – в проектно-документе на разработку месторождения. Переговорный процесс государства и бизнеса фактически ведется на уровне ГКЗ и ЦКР, с одной стороны, и НК – с другой, и на этом уровне должен быть достигнут консенсус. Поэтому роль ГКЗ и ЦКР является важнейшей. Выполнение этих условий должно контролироваться государством в лице органов, выдающих лицензию на разработку месторождения, и фиксироваться в лицензионных соглашениях, уточняться по мере изменения проектных показателей и оформляться в качестве дополнений к лицензионным соглашениям. На рис. 1 показаны механизмы обеспечения рациональности разработки нефтяных месторождений.

Для обоснования и реализации требований рациональной разработки нефтяных месторождений необходимо составить и утвердить на правительственном уровне «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений», в которых четко сформулировать термин «рациональность разработки нефтяных месторождений».

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применения при не-

обходимости методов искусственного воздействия на пласт. Проектировщики должны руководствоваться принципами рациональности разработки месторождений.

В советский период в основном удалось сформулировать основополагающие принципы рациональной разработки нефтяных месторождений с различными геолого-физическими свойствами. Однако несмотря на это, в России в первый период рыночных реформ происходило снижение проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования недр, что в основном обуславливалось невыполнением недропользователями требований рациональной эксплуатации недр. Одновременно существенно усложнились условия разработки месторождений в результате:

- ♦ открытия многочисленных месторождений с большим разнообразием трудноизвлекаемых запасов, связанных с нетрадиционными коллекторами, аномальными свойствами нефтей, специфическими условиями залегания продуктивных пластов;
- ♦ техногенного изменения геолого-физической характеристики месторождений в процессе длительной эксплуатации путем закачки больших объемов воды;
- ♦ существенного изменения состава остаточных нефтей от подвижных до малоподвижных и неподвижных;
- ♦ истощения запасов нефти крупнейших месторождений страны, что обусловило резкое снижение дебитов нефти и высокую обводненность продукции, снизило технико-экономические показатели разработки, а в ряде случаев делает невыгодной разработку отдельных участков и залежей.

Все эти объективные факторы, оказывающие негативное влияние на развитие отрасли, требуют осмысления и адекватных действий в области совершенствования проектирования разработки. После определения понятия «рациональность разработки нефтяных месторождений» необходимо определить принципы рациональной разработки месторождений.

Несмотря на то, что ряд вопросов рациональной разработки продолжают оставаться дискуссионными, все же есть общепринятые принципы. Основные из них следующие.

1. Разработку многоэтажных, многопластовых месторождений необходимо проводить при непрерывном восполнении запасов нефти за счет разведки и доразведки выявленных нефтегазоносных горизонтов, поисков и разведки пропущенных горизонтов пластов, переоценки запасов и повышения нефтеизвлечения.

2. При проектировании разработки крупных и средних нефтяных месторождений следует обеспечивать оптимальную динамику добычи нефти, предусматривающую ускоренный выход на максимальный уровень добычи, создание условий для замедления темпов падения добычи нефти в третьей

стадии разработки и рационального использования в дальнейшем созданных мощностей по добыче и инфраструктуре.

3. При выделении эксплуатационных объектов необходимо руководствоваться следующими критериями [8]:

- ♦ объединяемые в один эксплуатационный объект пласты должны быть представлены, как правило, одним типом коллектора и обладать близкими литолого-физическими свойствами (по проницаемости они должны отличаться не более чем в 2–3 раза и по вязкости обеспечивать внедрение определенного метода воздействия);
- ♦ в эксплуатационный объект объединяются пласты и горизонты одного этажа нефтеносности на месторождениях с преимущественным совпадением залежей в плане, разрабатываемые на одном режиме;
- ♦ размеры выделяемых объектов в комплексе с проектируемыми методами воздействия должны обеспечить достижение принятой нефтеотдачи и рентабельность разбуривания самостоятельной сеткой скважин.

4. При выборе оптимального размещения и плотности сеток скважин следует руководствоваться следующими проверенными многолетней практикой положениями:

- ♦ плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на производительность и технико-экономические показатели разработки залежей: при сохранении интенсивности воздействия на залежь темпы добычи нефти прямо пропорциональны числу пробуренных на залежи скважин, а при трудноизвлекаемых запасах оптимизация плотности сеток скважин приводит к большому, непропорциональному числу дополнительных скважин, повышению темпов разработки;
- ♦ плотность сетки скважин оказывает на нефтеотдачу тем большее влияние, чем хуже реологические свойства насыщающих их флюидов;
- ♦ эксплуатационные объекты, представленные неоднородными расчлененными пластами, эффективно по всей площади нефтеносности разбуривать первоначально равномерной сеткой скважин;

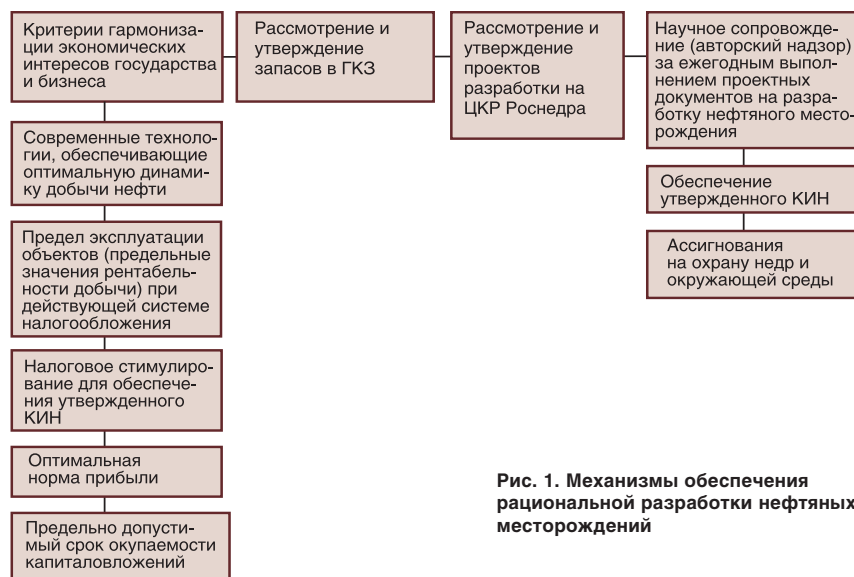


Рис. 1. Механизмы обеспечения рациональной разработки нефтяных месторождений

РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

- ◆ конечная плотность сетки скважин определяется особенностями геологического строения объекта – целесообразнее применять более плотные сетки скважин на площадях с большой расчлененностью объекта и с большей долей трудноизвлекаемых запасов нефти, а при прочих равных условиях – в зависимости от концентрации запасов нефти;
- ◆ обязательным условием достижения высокой нефтеотдачи является двухстадийное разбуривание выделенных эксплуатационных объектов, успешное осуществление которого базируется на выборе оптимальной начальной и конечной плотности сетки скважин на основании обобщения опыта разработки аналогичных с проектируемым по геологическому строению месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;
- ◆ начальное размещение и плотность сетки скважин являются оптимальными, если они в комплексе с системой заводнения обеспечивают ввод в активную разработку основных (не менее 90 %) запасов эксплуатационного объекта;
- ◆ конечная плотность сетки скважин оптимальна, если она обеспечивает ввод в разработку всех запасов эксплуатационного объекта и достижение высокой (экономически доступной) нефтеотдачи.

5. При выборе систем воздействия на пласт прежде всего необходимо исследовать возможность эксплуатации залежей на активных природных режимах. Если это невозможно по геологическим условиям – рассмотреть возможность применения современных методов заводнения [8].

Объекты с вязкостью нефти до 60 мПа·с могут разрабатываться с закачкой необработанной пресной (лучше – пластовой или сточной) водой, залежи с вязкостью от 60 до 500 мПа·с (а возможно, и более) – с закачкой обработанной химреагентами водой (в основном загустители – полимеры, эфиры целлюлозы, полимер-дисперсные системы, гелеобразующие композиции). Основное условие – достаточно проницаемые коллекторы, в которые можно закачать воду, и нестационарное заводнение.

Слабопроницаемые коллекторы в большинстве случаев удастся освоить с применением заводнения облагороженной или пластовой водой разрабатываемого объекта.

Существенно расширяют возможности заводнения малопроницаемых пластов с применением гидравлического разрыва пласта либо технологий горизонтального бурения.

При невозможности применения методов заводнения из-за чрезмерной вязкости нефти в благоприятных условиях необходимо внедрять тепловые МУН с самого начала разработки месторождения, хотя тепловые МУН можно внедрять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных (после применения методов заводнения).

6. При разработке высокопродуктивных объектов (участков залежи) предпочтительнее применять линейное заводнение как метод, позволяющий лучше контролировать и регулировать выработку пластов, тем самым создавая условия для увеличения нефтеизвлечения.

В ряде случаев лучше применять площадные системы заводнения, а именно:

- ◆ при разработке мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти;
- ◆ при разработке залежей с зонально неоднородными слабопроницаемыми и глинистыми коллекторами;
- ◆ при разработке отдельных линзовидных тел на крупных месторождениях;
- ◆ при применении тепловых МУН;
- ◆ в исключительно неоднородных трещинных, порово-трещинных, трещинно-порово-кавернозных карбонатных коллекторах.

7. Нефтяные залежи целесообразно эксплуатировать при пластовых давлениях, близких к первоначальному. При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, целесообразно поддерживать на 10–20 % выше начального пластового, а забойные давления – на уровне рациональных, не допуская их снижения ниже минимально допустимых значений. Разработка месторождений при рациональных давлениях – основа рациональной эксплуатации, а снижение давлений ниже допустимых – нарушение условий рационального недропользования. Эти значения пластовых и забойных давлений следует определять гидродинамическими исследованиями для каждого эксплуатационного объекта (залежи).

8. При проектировании разработки месторождений рационально постепенное (во времени) наращивание темпов выработки запасов за счет увеличения перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин путем уменьшения расстояний между ними и увеличения соотношения нагнетательных скважин к добывающим. Это улучшает условия вытеснения нефти в период высокой обводненности объектов.

9. При проектировании разработки необходим дифференцированный подход к высокопродуктивным пластам, содержащим АЗН, и участкам с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). Последние требуют применения новых технологий уже с самого начала освоения месторождения, так как без этих методов вовлечь ТЗН в активную разработку обычно не удастся. А на первых МУН следует применять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных методов, когда определяются направления фильтрационных потоков и обводнения залежи. Поскольку имеющийся арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента вытеснения, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам. В начальной стадии разработки рекомендуется применять методы стимуляции скважин, восстанавливающие и увеличивающие текущую добычу нефти.

10. Разработка длительно разрабатываемых нефтяных месторождений должна совершенствоваться с непрерывным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации [8].

Проектирование разработки – это многоэтапный и постоянный процесс. Прежде всего необходимо подгото-

вить месторождение к проектированию разработки. Для этого на этапе предварительной и далее детальной разведки нужно оптимизировать геологоразведочные работы с тем, чтобы с минимальными издержками получить запланированный результат, т. е. подготовить месторождение к составлению технологической схемы разработки (ТСР). Для этого, более или менее равномерно разместив разведочные скважины, в обязательном порядке необходимо провести их опытную эксплуатацию (ОЭ) с целью определения реальных параметров пластов и насыщающих их флюидов и газов.

После подсчета запасов нефти и утверждения их в ГКЗ начинается следующий этап – проектирование разработки. Этот этап завершается составлением и утверждением в установленном порядке ТСР и является важнейшим, так как закладывает фундамент всей последующей разработки. Наиболее существенное значение в этот период имеют вопросы, связанные с обоснованием выделения оптимальных эксплуатационных объектов, обоснованием оптимальных сеток скважин, с необходимостью применения искусственного воздействия на залежь и выбором оптимальных систем этого воздействия, режимов разработки залежей (оптимальных и минимально допустимых пластовых и забойных давлений), наиболее эффективных методов стимуляции скважин, доразведки месторождения и комплекса работ по контролю и регулированию процессов разработки.

Особо следует подчеркнуть необходимость проведения опытно-промышленных работ (ОПР) по объектам с ТЗН. На основании этих работ следует выявить наиболее эффективные для данных геологических условий системы разработки. Если эффективных технологий для рентабельной разработки конкретных залежей нет, то целесообразно такие залежи в эксплуатацию не вводить, ограничиться ОПР по отработке эффективных методов освоения таких залежей и только на их основе в дальнейшем проектировать системы разработки. Проекты ОПР могут составляться самостоятельно, до составления ТСР.

Необходимость составления пилотного проекта обосновывается сложностью геологического строения ряда объектов. Несмотря на большой (более 50 лет) опыт разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан, залежи нефти в определенных, наиболее сложных геологических условиях эффективно разрабатывать мы пока не можем. Это относится прежде всего к залежам в сложнопостроенных, весьма неоднородных породах карбонатных пластов башкирского яруса, зачастую насыщенных высоковязкими, тяжелыми нефтями. Ранее выделяли пять основных типов этих пород, сейчас исследованиями ВНИГРИ (Н. К. Фортунатова) выделено более 50 типов. Кроме того, исследования последних лет выявили специфические условия нахождения углеводородов (УВ) в так называемых нетрадиционных коллекторах и залежах нефти [9].

Успех рациональной разработки нефтяных месторождений обуславливается, во-первых, научно обоснованным выбором системы разработки, во-вторых, непрерывным ре-

гулированием процесса разработки месторождения с учетом новых сведений о геологическом строении и изменении характера насыщенности пластов, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежей.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что проектирование и совершенствование систем разработки – процесс постоянный [10]. В рыночных условиях проектные документы должны пересматриваться и уточняться через более короткие интервалы времени, чем это было в прошлом, так как постоянно меняющаяся рыночная конъюнктура и система налогообложения требуют более частого изменения показателей разработки (объемов бурения и др.), а следовательно, и добычи нефти.

В рыночных условиях существенно ужесточаются требования к недропользователю в части выполнения в полном объеме проектных решений, причем недропользователь должен соблюдать не только требования по рациональной разработке, но и обеспечивать хотя бы минимум рентабельности своей компании. При невыполнении этих требований ему грозят либо санкции, вплоть до изъятия лицензии (в прежней системе за это грозили минимальные штрафы), или стагнация, вплоть до банкротства компании. Поэтому недропользователь должен постоянно контролировать состояние разработки в соответствии с действующими правилами и методическими указаниями. Все это требует непрерывного анализа и проектирования разработки месторождений. Количество документов по анализу и проектированию разработки, пересчетов в рыночных условиях существенно возрастает. Это является объективной реальностью, с которой государство и недропользователь должны считаться.

В условиях рыночной экономики существенно возрастает роль управления вопросами недропользования и разработки месторождений как со стороны государства, так и нефтяных компаний, начиная от выдачи лицензий на геологическое изучение недр и заканчивая полной выработкой извлекаемых запасов. В то же время недропользователи должны уделять особое внимание контролю и регулированию процессов разработки, без чего нельзя обеспечить ни выполнение требований государства по рациональной разработке недр, ни поступательное развитие нефтяной компании. Все это предполагает объективное отклонение фактической добычи нефти от проектной. Поэтому, чтобы не плодить большое число проектных документов, необходимо следующее.

Во-первых, в новых правилах разработки нефтяных месторождений следует четко обосновать допустимые отклонения от проектных уровней добычи нефти. Это обоснование должно быть научным, так как от него в современных условиях зависят как благополучие НК, так и обеспечение необходимых с позиции государства уровней добычи нефти. К действующим в настоящее время «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» у специалистов имеется много замечаний. Документ, справедливо ужесточая требования к исходной информации и ее обработке, в то же время сводит все усилия производителей и про-

РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

ектантов на нет, узаконивая отклонение фактической добычи от проектной в зависимости от годовых уровней добычи в пределах от 10 до 40 %. Естественно, что при этом исключается сколько-нибудь правильное планирование добычи нефти по НК, региону и стране. Возможные отклонения фактических годовых отборов нефти зависят от степени геологической изученности месторождения и стадии его разработки. При этом чем выше степень изученности месторождения к моменту ввода в разработку, тем точнее проектирование для начальных (I и II) стадий разработки. На поздних стадиях (III и IV) геологическая изученность месторождений и процессов разработки весьма высока. При правильном составлении адаптированных к фактическим показателям разработки геолого-гидродинамических моделей на поздней стадии разработки ошибка в проектировании должна быть минимальной (не более 5 %). А на разных стадиях разработки уровни добычи нефти зависят от продуктивности месторождений и в большей степени от темпов освоения, т. е. эксплуатационного бурения. Исходя из изложенного и опыта разработки, можно предложить следующие допустимые отклонения фактической добычи от проектной (см. таблицу). Поскольку эти отклонения максимальны, то по каждому объекту их нужно конкретизировать в проектном документе. Все это повысит качество прогноза нефтедобычи по НК, региону и стране в целом.

Во-вторых, только для изменения уровней добычи нефти и объемов основных геолого-технических мероприятий (ГТМ) ежегодный пересчет проектных показателей проводить нецелесообразно. Достаточно обосновать изменения добычи нефти сверх допустимых в авторском надзоре за внедрением проектного документа.

В-третьих, если по объективным причинам потребуются существенные изменения в технологии разработки (изменение размещения и плотности сетки скважин, систем воздействия), то необходимо составлять дополнения к технологическим схемам разработки. Этот документ, как и работа по авторскому надзору, должен утверждаться теми же органами, которые утвердили проектный документ. Дополнения к ТСР должны составляться на основе анализа разработки объекта.

После полного разбуривания месторождения и освоения системы воздействия на пласт необходимо выполнить детальный анализ разработки, на основе которого составить проект разработки месторождения. Обычно это происходит в конце второй – начале третьей стадии разработки. В проектном документе обосновываются мероприятия по совершенствованию системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку всех принятых на баланс запасов нефти, конечное уплотнение сетки скважин, мероприятия по дальнейшему развитию запроектированной системы воздействия на пласт, внедрению наиболее эффективных для данных геологических условий МУН, контролю и регулированию процессов разработки с целью снижения добычи попутной воды и увеличения отбора нефти. Этот документ должен действовать до конца третьей стадии разработки.

Как было показано автором в ранее опубликованных работах [9, 11], в поздней стадии мы имеем техногенно измененное месторождение. В результате часть проектных извлекаемых запасов теряется в недрах вследствие несовершенства методов заводнения и неудовлетворительной реализации проектных решений. Одновременно за счет применения МУН часть слабоизмененных (проектных и отчасти неизвлекаемых) запасов извлекается, компенсируя и даже превышая потерянную в недрах часть извлекаемых запасов. Таким образом, совершенствование разработки длительно эксплуатирующихся нефтяных месторождений должно проводиться с неизменным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации.

Поскольку основной по продолжительности разработки является поздняя стадия (рис. 2), то для повышения качества проектирования необходимо провести кардинальное уточнение геолого-гидродинамической модели объекта в следующих направлениях:

1. Уточнение петрофизических зависимостей кондиционных значений пород – коллекторов на основе обобщения результатов опробования и эксплуатации пластов, а также с учетом новых методов ГИС и их обработки. В качестве примера можно привести Павловскую площадь Ромашкинского месторождения. Здесь применение более совершенных геофизических методов исследований (по тематике ТАВС по системе CINTEL) позволило специалистам НГДУ «Азнакаевнефть» совместно с учеными подразделить горизонт Д₁ на четыре класса пород, вместо принятых ранее двух.

На Ромашкинском месторождении накоплено немало фактов получения нефти из пластов, которые в соответствии с действующей методикой считались некондиционными. Предлагаемое выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромашкинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей существенно меняет наши представления о геологическом строении объекта (рис. 3). Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся сегодня некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который экспертно можно

Рекомендуемые допустимые отклонения фактической добычи нефти от проектной, %

Вид проектного документа	НИЗ нефти	I–II стадии разработки	III–IV стадии разработки
ППЭ, ОПР и специальные проекты применения МУН	Без ограничений (возможны любые ограничения)		
ТСР, ПР и дополнения к ним	До 1 млн т	30	15
	1–10 млн т	25	12,5
	10–30 млн т	20	10
	30–50 млн т	15	7,5
	50–100 млн т	12	6
Генеральные схемы разработки	Более 100 млн т	10	5
		10	5
Авторские надзоры		Не более 10	

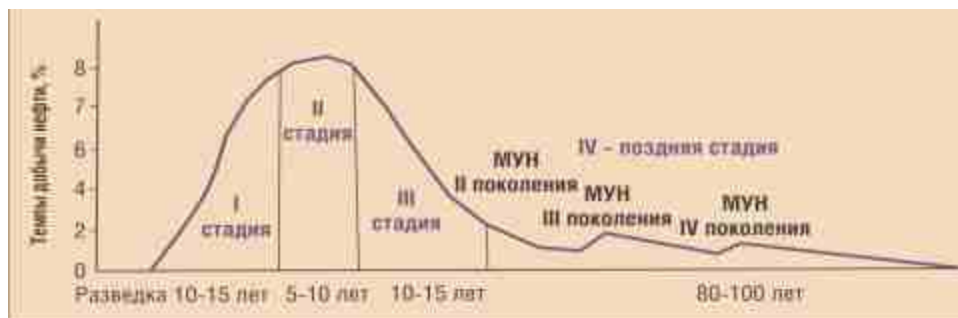


Рис. 2. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р. Х. Муслимову)

оценить не менее чем в 15 % к имеющимся.

Исследования, проведенные в Республике Татарстан, показали возможности существенного изменения геолого-гидродинамических моделей объектов. Так, на Ромашкинском месторождении существующая модель горизонтов D_1D_0 включает лишь кондиционные пласты, а вмещающие их глинисто-алевролитовые породы считаются непроницаемыми. Однако данные исследований керна, отобранного из вмещающих пород, и последующих опробований показали, что они содержат не только пористые и высокопроницаемые песчаные коллекторы, но также и проницаемые пласты с пористостью менее кондиционной, но способные отдавать нефть. Реальная модель, пригодная для гидродинамических расчетов, таким образом, должна включать все проницаемые разности пород. На рис. 3 приведены два разреза продуктивного горизонта Д, Абдрахмановской площади. На рис. 3, а показаны только пласты с кондиционной пористостью, на рис. 3, б в этом же разрезе выделены, кроме кондиционных пластов, слабопроницаемые пласты с некондиционной по общепринятой градации пористостью. В результате слияния проницаемой разности коллекторов и неколекторов модель залежи становится иной, иным будет и гидродинамический расчет добычи нефти на такой модели. Также нужны будут другие ГТМ. Задача геофизиков на поздней стадии разработки расширяется: необходимо характеризовать не только кондиционные пласты, но и вмещающие их породы.

2. С учетом вышеизложенного изменения геологического строения объекта и геолого-промыслового анализа состояния заводнения коллекторов и выработки запасов составляются карты количественного размещения остаточных запасов нефти.

3. Остаточные нефти с учетом длительной эксплуатации будут иметь другие физико-химические характеристики, что имеет принципиальное значение для процессов вытеснения.

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) можно определить запасы подвижной нефти, оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований предоставляется возможность выделить из неподвижной ту часть нефти, которая не может быть извлечена даже за счет применения третичных МУН. При таком подходе появляется возможность следующим образом классифицировать запасы нефти: подвижные (извлекаемые за счет гидродинами-

ческих методов), малоподвижные (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и неподвижные.

Применение новых подходов к построению геологических моделей с использованием послойного определения деталей геологического строения и уточнением кондиционных значений параметров пород-

коллекторов в процессе длительной эксплуатации месторождений позволяет определять структуру и размещение остаточных запасов нефти, а выделение «геологических тем» самостоятельной разработки – осуществлять систематический анализ состояния выработки запасов эксплуатационного объекта. В результате появляется возможность целенаправленного воздействия на остаточные запасы нефти в целях обеспечения наиболее полного охвата пластов заводнением и достижения высокой нефтеотдачи, приближающейся к коэффициенту вытеснения.

Исходя из изложенного, очевидно, что в течение жизни месторождения необходимо минимум три раза кардинально уточнять геологическое строение (на II, III и IV стадиях разработки). Это является главным условием повышения качества проектов разработки и точности расчета добычи нефти, правильного выбора ГТМ.

В связи с этим остановимся на проблеме построения геолого-гидродинамических моделей разработки место-

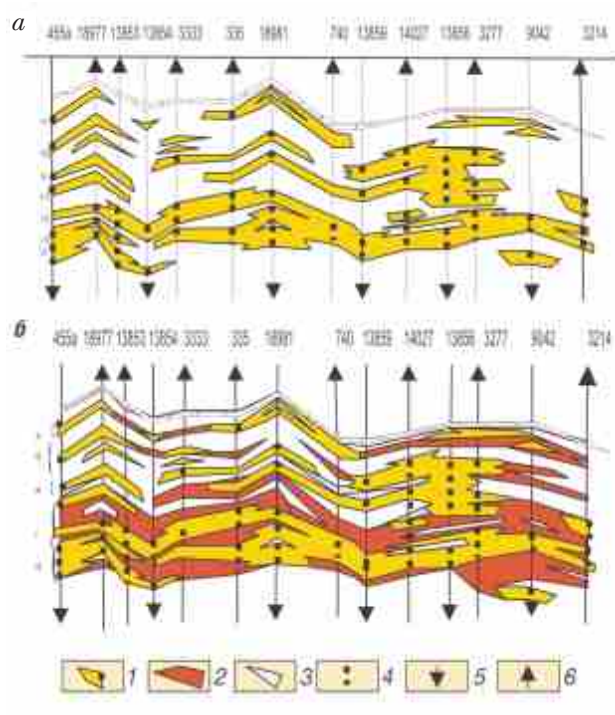


Рис. 3. Геологический профиль по линии скважин № 455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения: 1 – коллекторы с кондиционными параметрами; 2 – коллекторы с параметрами ниже кондиционных значений; 3 – отсутствие коллекторов; 4 – интервал перфорации; 5, 6 – нагнетательные и добывающие скважины

рождений. В работе [12] приводятся примеры несоответствия моделей опыту разработки. Почему так происходит? Ответа на эти вопросы 30–35 лет назад не было, однако сегодня они достаточно хорошо изучены. Чтобы не создавать модели в виде «кривого зеркала», как это зачастую происходит сейчас, нужно кардинально изменить подход к их построению с учетом вышеизложенных положений, а также рекомендаций статьи В. И. Дзюбы [12]. Причем возглавлять работу над построением модели следует геологу, который, по выражению И. М. Губкина, должен быть на долгие годы прикреплен к месторождению, чтобы дать реальное, а не надуманное представление о его геологическом строении. ■■■

Strategy for oil resources conservation
R. Kh. Muslimov, Prof., Dr. Sc. (Eng.) (Kazan State University)

Criteria of feasibility of oil field development are discussed in the article. The author offers the most suitable definition of the idea of «improved field development». Besides, the principles are formulated of improved field development. Particular attention is attached to oil field development planning. The article also contains the recommended norms of permissible departure of actual oil output from the planned output. The author points out the areas requiring radical updating of geological-hydrodynamic models of field.

Key words: oil fields, improved field development, oil field development planning, geological-hydrodynamic models.

Список литературы

1. *Научные основы разработки нефтяных месторождений* / А. П. Крылов [и др.]. М.: Гостоптехиздат, 1948. = 1. *Scientific grounds of oil field development* / A.P. Krylov [et al.]. M.: Gostoptekhizdat Publishers, 1948 (in Russian).
2. *Крылов А. П. Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт* // Труды МНИ. М.: Гостоптехиздат, 1953. Вып. 12. = *A.P. Krylov. Major principles of oil field development with fluid injection* // Proceedings of MNI, M.: Gostoptekhizdat Publishers, 1953, issue 12 (in Russian).
3. *Фаттахов Б. З., Муслимов Р. Х. Методические вопросы оптимизации плотности сетки скважин* // Нефтяное хозяйство. 1978. № 7. = *B.Z. Fattakhov, R.Kh. Muslimov. Methodological aspects of well spacing optimization* // Neftyanoe Khoziaystvo. 1978, № 7 (in Russian).
4. *Проектирование разработки*. М.: Недра, 1983. = 4. *From Sh.K. Gimatudinov's article* / Development planning. – M.: Nedra Publishers, 1983 (in Russian).
5. *Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта*. М.: ФГУП «Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. = *V.N. Shchelkachev. The most important principles of oil field development. 75-year practice*. V.: FGUP Neft i Gaz Publishers of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004 (in Russian).
6. *Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений*. М.: Недра, 2000. = *V. D. Lysenko. Innovative development of oil fields*. M. Nedra Publishers, 2000 (in Russian).
7. *Закиров С. Н. Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача»*. М.: Грааль, 2002. = *S. N. Zakirov. Analysis of the «well spacing versus oil recovery» problem*. M.: Graal, 2002 (in Russian).
8. *Муслимов Р. Х. Непрерывное совершенствование проектирования разработки – основа поступательного развития нефтяной промышленности* // Сб. докладов науч.-техн. конф., посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», 25–26 апреля 2006 г., Бугульма. М.: ЗАО «Издательский дом МКТС», 2006. С. 21–26. = *R.Kh Muslimov. Continuous improvement of oil development planning is the basis for upward development trend of oil industry* // in Collected papers of the scientific conference dedicated to the 50th Anniversary of the ОАО TatNIPIneft of the ОАО Tatneft , 25–26 April, 2006, Bugulma. M.: ZAO Izdatelsky Dom MKTS, pp. 21–26 (in Russian).
9. *Муслимов Р. Х. Возрастающая роль нетрадиционных залежей нефти в стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 года* // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: мат-лы науч. конф. Казань: Изд-во КГУ, 2005. С. 195–203. = *R. Kh Muslimov. The growing importance of unconventional oil reservoirs for the strategy of development of the oil and gas sector of the Republic of Tatarstan up to 2020* // Unconventional oil, gas and natural bitumen reservoirs. Problems of development. Collected papers of the scientific conference. Kazan, KGU Publishers, 2005 pp. 195–203 (in Russian).
10. *Муслимов Р. Х., Хисамов Р. С., Ибатуллин Р. Р. Концепция развития ТЭК РТ* // Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне: Сб. трудов науч.-практ. конф., посвященной 70-летию Р. Х. Муслимова, Альметьевск, 2–5 ноября 2004 г. Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2005. С. 47–52. = *R.Kh Muslimov, R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin. Conception of the development of FEC RT* // Improving the methods of oil field development planning in Tatarstan according to the latest standards: Collected papers of the scientific conference dedicated to the 70th Jubilee of R.Kh Muslimov, Almentievsk, 2 – 5 November, 2004, Almentievsk: ОАО Tatneft, 2005 pp. 47–52 (in Russian).
11. *Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности*. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2005. = *R.Kh Muslimov, Modern methods of oil recovery enhancement: planning, optimization and assessment of the efficiency*. Kazan: Fen Publishers AN RT, 2005 (in Russian).
12. *Дзюба В. И. Гидродинамическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Проблемы и перспективы* // Нефтяное хозяйство. 2008. № 1. = *V.I. Dzyuba. Hydrodynamic modeling of hydrocarbon field development. Problems and prospects* // Neftyanoe Khoziaystvo, 2008, № 1 (in Russian).